

Nouvelles sources de gaz naturel et projets GNL



Alain MARÉCHAL (N65)

Membre du Comité de Rédaction de la Revue des Ingénieurs des Mines

Le gaz naturel (GN) est un gaz combustible, bien connu en France depuis la mise en production de Lacq au début des années cinquante : c'est un mélange à base de méthane, vendu par les réseaux de distribution. Historiquement, l'utilisation industrielle de gaz combustible a commencé avec le brûlage du gaz manufacturé, un mélange d'hydrogène et de méthane obtenu par pyrolyse de la houille destinée à l'éclairage. Ce combustible a été progressivement remplacé par le gaz naturel issu de l'industrie pétrolière, qui produit aussi des GPL (gaz de pétrole liquéfiés, mieux connus comme butane et propane).

Dans le domaine de l'énergie, on s'intéresse seulement aux gaz combustibles, mais ceux-ci ont aussi une utilisation comme matières premières de la pétrochimie (elles proviennent des mêmes réserves et nécessitent les mêmes moyens de transport que le combustible).

Quelques généralités sur le gaz naturel

Le gaz naturel est un produit industriel raffiné à partir des mélanges d'hydrocarbures gazeux produits par l'industrie pétrolière : les effluents sortant des puits (en général un mélange de divers liquides, de gaz et d'eau) sont séparés dans une usine (exemple : usine d'In Amenas en Algérie) pour expédier séparément les composants (gaz commercial, GPL, brut et condensats).

Le gaz commercial est ensuite acheminé vers les consommateurs par deux moyens de transport :

- des conduites à hautes pressions (gazoduc), de longueur atteignant plusieurs milliers de kilomètres ;
- des méthaniers, après que le gaz ait été liquéfié dans des usines de GNL et regazéifié dans des terminaux de réception.

Le gaz est principalement produit à partir de puits verticaux forés dans des réservoirs, formations sédimentaires où les hydrocarbures sont piégés par une couche imperméable : il s'agit de la production conventionnelle de pétrole et de gaz telle qu'elle s'est développée au XX^{ème} siècle, suite à la

recherche de pétrole (le gaz n'apparaissant initialement que comme un composant indésirable).

Une nouvelle source de production d'hydrocarbures s'est développée au cours des dix dernières années, les hydrocarbures de roche mère : ils proviennent de couches sédimentaires riches en éléments organiques qui ont été enfouies en profondeur lors des mouvements géologiques, où elles ont subi de fortes contraintes de température et pression transformant les débris organiques en hydrocarbures très disséminés.

Pour pouvoir exploiter économiquement ces hydrocarbures, il faut avoir recours à deux technologies développées déjà anciennement par les pétroliers : le forage horizontal et la fracturation hydraulique. La mise en œuvre à grande échelle de cette combinaison de technologies par une multitude de petites compagnies aux États-Unis à partir des années 2000 a ouvert un vaste potentiel de nouvelles réserves d'hydrocarbures : il s'agit du gaz de schiste et des huiles de schiste.

Il existe également une autre source de gaz naturel très anciennement connue : les gisements de charbon et leur gaz adsorbé : le grisou. Les mineurs savaient que l'abattage des couches charbonnières libérait le méthane absorbé dans le charbon, créant un risque permanent d'explosion : c'est pourquoi un aérage puissant permettait d'évacuer le grisou à l'extérieur avant d'atteindre une concentration dangereuse. Ce dégazage se poursuit bien après l'arrêt de la production de charbon, et est par exemple récupéré dans les anciennes houillères du Nord de la France, pour être brûlé dans des centrales électriques à gaz. Cette industrie du gaz de houille (en anglais «coal bed methane» ou CBM) a été développée aux États-Unis et maintenant en Australie par le forage dans les couches de charbon de puits injecteurs d'eau, qui chassent le grisou en place vers des puits producteurs. Ainsi l'exploitation systématique de gisements trop profonds pour produire économiquement du charbon, a créé une autre source de gaz de grande ampleur.

Le biogaz, obtenu par fermentation de résidus organiques de l'agriculture, devrait également constituer à moyen terme une source alternative d'approvisionnement importante.

Enfin, signalons les ressources en hydrate de méthane piégé au fond des océans qui pourraient représenter une source gigantesque de production à l'horizon 2040.

En 2013, des réserves très concentrées et une demande très élargie

Aujourd'hui, le marché mondial du gaz naturel est structuré de la manière suivante :

- 15% de la production en tête de puits est, soit brûlée à la torche, soit réinjectée pour améliorer la production d'huile.
- 85% de la production est commercialisée : en 2011, sur un volume de 3 650 milliards de m³ de GN, environ 72% sont consommés dans le pays de production (Russie, USA, Canada, Algérie, Norvège) et 28% exportés.
- La fraction exportée, 1025 milliards de m³, est transportée soit par gazoduc terrestre ou maritime pour les 2/3 (694 milliards de m³) soit sous sa forme liquéfiée (gaz naturel liquéfié ou GNL) pour le tiers restant (331 milliards de m³).

Le coût de transport d'une unité d'énergie de GN est de cinq à dix fois plus élevé que le coût de transport d'une unité d'énergie de pétrole brut, le choix du moyen de transport se faisant en fonction de la distance (jusqu'à 2 000 km par gazoduc, ensuite par méthanier).

Du fait des coûts de transport, on comprendra que les principales réserves de GN aient été développées au voisinage des grands marchés consommateurs : Amérique du Nord, Europe, Russie, desservis par gazoduc, l'Asie étant desservie en GNL par le Moyen Orient, l'Afrique ou le Pacifique.

Réserves en TCM	1991	2001	2011
Amérique du Nord	9,5	7,7	10,8
Amérique du Sud	5,3	7,0	7,6
Eurasie	54,9	56,8	78,7
Moyen Orient	42,7	70,9	80,0
Afrique	9,5	13,1	14,5
Asie Pacifique	9,3	13,1	16,8
Total Monde	131,2	168,5	208,4
Production annuelle	2,0	2,48	3,65
Réserves/Production	65 ans	68 ans	57 ans

Les réserves indiquées ci-dessus correspondent essentiellement à du gaz conventionnel.

Les nouveaux marchés du GN et la nouvelle géographie des réserves

Depuis l'an 2000, le prix du pétrole est passé de 15 à 110 \$/bl, entraînant une évolution de l'emploi des énergies primaires, les hydrocarbures liquides se concentrant dans les transports alors que l'usage du GN se développait dans la production d'électricité. Ces éléments ont conduit à une hausse de la consommation mondiale de GN, entraînant une recherche de réserves et un accroissement des moyens de transport

De nouveaux marchés géographiques se sont ainsi développés grâce à de nouvelles capacités de transport de gaz :

- Gazoducs connectant de nouvelles provinces gazières et/ou de nouveaux utilisateurs. Exemple : le projet Nabucco, qui doit acheminer le gaz azéri en Europe, ou le

projet de gazoduc transcontinental approvisionnant le Pakistan à partir du Turkménistan.

- Terminaux de réception de GNL approvisionnant le Brésil, l'Argentine, le Chili, le Koweït, l'Inde, et la Chine. Le Japon a de son côté fortement accru ses importations de GNL à la suite de l'accident de Fukushima.

Parallèlement, de nouvelles réserves de gaz sont en cours de développement grâce à la mise en œuvre de technologies innovantes :

- le gaz de schiste, par l'utilisation du forage horizontal et de la fracturation ;
- les gisements de charbon par l'exploitation de leur contenu en méthane absorbé ;
- les gisements de la zone Arctique, grâce aux progrès des brise-glaces en Russie ;
- les gisements offshore isolés, grâce à la mise en place d'usine de liquéfaction flottante (Projet Prelude de Shell en Australie) ou à terre (Ichtys en Australie).

En outre, de nouvelles provinces à gaz ont été identifiées dans des zones précédemment peu explorées : l'Afrique de l'Est (Mozambique, Tanzanie : 4 trillions de m³, TCM), l'Est Méditerranéen (Israël, Chypre 0,5 TCM).

Il faut insister sur la part croissante que devrait représenter l'approvisionnement en gaz non conventionnel dans les années à venir : elle dépasse déjà 50% de la production américaine, et certains scénarios prévoient qu'elle pourrait atteindre 24% de la production mondiale en 2035.

Les nouveaux projets GNL

On a noté plus haut que de nombreux marchés s'étaient développés grâce à l'approvisionnement par GNL, (plus facile à mettre en place rapidement qu'un gazoduc) créant par là-même une forte demande en nouveaux projets de liquéfaction. Ceux-ci se sont d'abord concentrés en Australie, pour profiter des nombreuses découvertes de gaz offshore (trois projets pour 27,5 MT) et surtout du développement des exploitations de gaz de charbon du Queensland (cinq projets en construction pour 24,7 MT). Un autre moteur du développement de projets de liquéfaction a été l'effondrement du prix du gaz aux USA, suite à la progression de la production de gaz de schiste : les nombreux terminaux d'importation de GNL des USA se sont trouvés inutilisés et sont en train d'être convertis en usines de liquéfaction (6 projets approuvés pour une production de 52 MT). Enfin, les nouvelles réserves de gaz offshore découvertes au Mozambique font déjà l'objet d'un projet de GNL (20MT).

Conclusion

L'actualité de Fukushima a conduit certains pays à abandonner le nucléaire et la contrainte climatique oblige à réduire les émissions de gaz à effet de serre : le gaz naturel jouera un rôle central dans la transition énergétique mondiale. Un scénario développé par l'AIE s'intitule même «l'âge d'or du gaz», prévoyant que le gaz deviendrait en 2035 la deuxième sour-

ce d'énergie primaire avec 25% du mix énergétique. Ce scénario s'appuie sur de solides réalités que sont le développement mondial des gaz de schistes et la vitalité de l'industrie du GNL.

Comme souvent dans le passé, la croissance de la demande de matière première a été satisfaite par la recherche de nouvelles ressources et l'emploi de nouvelles techniques : c'est ce que l'industrie pétrolière est en train de réaliser. ■

La dépendance de l'UE en matière d'approvisionnement en gaz

La question de la dépendance de l'Union européenne en matière d'approvisionnement gazier pourrait se traiter en quelques mots et en quelques chiffres : en 2010, 62,4% du gaz consommé dans l'UE était importé, et les principaux fournisseurs de l'UE étaient à 35% la Russie, à 27% la Norvège et à 14% l'Algérie¹. Mais ces données méritent d'être nuancées et approfondies sur plusieurs plans.

Incertitudes sur l'évolution de la dépendance de l'UE

D'une part, ces chiffres ne reflètent que la situation à un instant T sans permettre d'explorer la dynamique à l'œuvre. Or certains facteurs d'évolution sont identifiables, avec parfois des effets contradictoires :

- côté demande, l'objectif d'augmentation de l'efficacité énergétique de l'UE pourrait entraîner une diminution de la consommation de gaz. Au contraire, un objectif de réduction des émissions de CO₂ pourrait entraîner la substitution du charbon par le gaz dans la production électrique – et entraîner une augmentation de la consommation,
- côté offre, la production domestique européenne, issue de ressources offshore conventionnelles concentrées au Royaume-Uni et aux Pays-Bas, est en baisse du fait de l'épuisement progressif des gisements de la mer du Nord. En revanche, la possible exploitation de ressources non conventionnelles, comme par exemple en Pologne, en Allemagne ou au Royaume-Uni, pourrait permettre de compenser voire de surpasser ce déclin. À l'heure actuelle, des incertitudes significatives persistent quant à la taille des réserves et aux volumes effectivement exploitables.

Par ailleurs, au niveau mondial, les marchés du gaz connaissent une évolution profonde liée au développement du GNL, qui permet d'avancer vers la création d'un marché mondialisé et flexible du gaz comme il en existe pour le pétrole. Ce développement influencera le marché européen - par l'augmentation des importations directes sous forme de GNL (en hausse pour atteindre 20% des importations européennes de gaz en 2011), mais aussi par l'effet que la mise sur le marché de nouvelles ressources aura sur les prix mondiaux.

En intégrant ces facteurs contradictoires, la Commission européenne estime dans ses différents scénarios de référence² que la part du gaz dans la consommation d'énergie primaire de l'UE devrait rester stable autour de 25% entre aujourd'hui et 2050. L'incertitude sur les ressources non conventionnelles indigènes de l'UE rend en revanche difficile de prévoir l'évolution du niveau de dépendance. Cela étant, le développement d'un marché mondial du GNL devrait positivement contribuer à la diversification des importations de l'UE.

Des situations contrastées dans les différents États membres

D'autre part, ces moyennes européennes cachent une situation profondément contrastée entre les États membres de l'UE – et ce sont les situations individuelles des États qui déterminent leurs priorités politiques, et ultimement influencent tant la politique énergétique européenne que les relations extérieures de l'UE dans le domaine de l'énergie.

Si certains États membres bénéficient déjà d'un portefeuille relativement diversifié de fournisseurs, d'autres présentent une dépendance élevée voire quasi-exclusive à la Russie (100% pour les pays baltes, 98% pour la Slovaquie, 92% pour la Bulgarie, 78% pour la Tchéquie, 76% pour la Grèce, etc.³). Cette dépendance est matérialisée par un réseau de gazoducs, reliant de manière fixe un point A à un point B, et n'offrant pas la flexibilité de l'accès à un marché mondialisé et concurrentiel. Les relations commerciales sont caractérisées par des contrats de long terme qui, s'ils donnent certes de la prévisibilité sur les prix et les volumes au fournisseur comme au client, ne permettent pas de faire jouer la concurrence et de pleinement bénéficier des évolutions du marché mondial. Par ailleurs, se pose la question du transit : les gazoducs reliant la Russie et l'Europe passent par des États tiers (en ordre de grandeur, 20% des volumes via la Biélorussie et 80% via l'Ukraine). Des contentieux bilatéraux entre ces pays et la Russie peuvent poser un risque pour la sécurité d'approvisionnement de l'UE, comme constaté lors de la crise de 2009 ayant conduit à d'importantes perturbations de l'approvisionnement en Bulgarie et en Slovaquie.

Pour circonvenir ces limitations, l'UE conduit une politique de diversification à la fois des sources et des routes d'approvisionnement. Un projet emblématique à cet égard est l'ouverture d'un «Corridor Sud» visant à relier l'UE aux champs gaziers de la Caspienne, et éventuellement à plus long terme du Turkménistan et de l'Iran. La première étape sera d'acheminer vers l'Europe environ dix milliards de mètre cubes de gaz offshore de la Caspienne par an, tirés du gisement Shah Deniz II au large de Bakou. Un projet de gazoduc transanatolien («TANAP»), reliant le Caucase à la partie occidentale de la Turquie, a déjà été retenu. En juin prochain, le consortium exploitant Shah Deniz devrait prendre une décision quant au dernier segment de gazoduc reliant la Turquie à l'Europe. Deux projets sont encore en lice : le projet «Nabucco ouest» faisant la jonction avec le hub gazier de Baumgarten en Autriche, et le projet «TAP» (trans-Adriatic pipeline) reliant la Turquie au sud de l'Italie. La mise en œuvre du Corridor Sud aura alors fait un pas décisif. ■

Antonin FERRI (CM05)

Expert national détaché à la DG Commerce de la Commission Européenne

¹ Brochure statistique 2012

http://ec.europa.eu/energy/publications/doc/2012_energy_figures.pdf

² Voir la Feuille de route énergie 2050 (p.5)

http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/com_2011_8852_en.pdf

³ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SEC:2009:0978:FIN:EN:PDF>